

## Pomiary SV oraz synchronizacja czasu w cyfrowych układach automatyki zabezpieczeniowej

**Streszczenie.** W niniejszym artykule przedstawiono opis praktycznego wykorzystania technologii SV na przykładzie urządzeń firmy ABB. Do testów wykorzystano układ pomiarowy umożliwiający syntezę strumienia ramek danych SV IEC61850 oraz ich dostarczenie łączem Ethernet do dedykowanego portu komunikacyjnego urządzenia zabezpieczeniowego. Omówiono wpływ poprawnej synchronizacji czasu między urządzeniami wykorzystywanymi podczas badań na sposób działania układu automatyki zabezpieczeniowej.

**Abstract.** The article presents practical application of sampled values technology implemented in ABB's devices. Tests were carried out with the use of measurement system capable of synthesization of SV data stream and its transmission through Ethernet link to dedicated communication port of protection device. The impact of proper time synchronization on presented system is discussed later in this paper. **SV measurements and time synchronization in digital power protection systems**

**Słowa kluczowe:** Synchronizacja czasu, IEC 61850. Sampled Values, automatyka zabezpieczeniowa.

**Keywords:** Time synchronization, IEC 61850. Sampled Values, power protection.

### Wstęp

Technologia cyfrowych pomiarów SV (ang. Sampled Value), wykorzystywana w nowoczesnych układach cyfrowej automatyki zabezpieczeniowej, opiera się na zastosowaniu mikroprocesorowych urządzeń pomiarowo-sterujących MU (ang. Merging Unit), dokonujących próbkowania sygnałów prądowych i napięciowych pochodzących z przekładników, a następnie ich dostarczenia do urządzeń automatyki w postaci cyfrowej [1]. Urządzenia te nie mają jeszcze powszechnie przyjętej nazwy w języku polskim, ale wydaje się, że odpowiednim wyrażeniem może być: "jednostka scalająca". Urządzenia te zazwyczaj umieszczane są w pobliżu aparatury, z której odbierają sygnały pomiarowe. Wygenerowane strumienie danych, składające się z ramek SV, przesyłane są z jednostki scalającej do dedykowanych portów komunikacyjnych innych urządzeń zainstalowanych na stacji elektroenergetycznej, za pomocą łącza Ethernet, przy wykorzystaniu protokołów komunikacyjnych zdefiniowanych w normie IEC61850. Rozwiązanie polegające na wykorzystaniu jednostek scalających, w porównaniu z klasycznymi układami wykorzystującymi wyłącznie pomiary analogowe, pozwala zmniejszyć nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji stacji (redukcja okablowania). Ponadto zwiększa bezpieczeństwo personelu oraz pozwala na dostarczenie danych pomiarowych jednym kanałem komunikacyjnym (szyna procesowa) do więcej niż jednego urządzenia. Dalszy rozwój urządzeń wykorzystujących standard IEC61850, może pozwolić w najbliższej przyszłości na stworzenie układów automatyki opisanych w [2], a więc integrację wszystkich urządzeń zabezpieczeniowych do pojedynczego systemu świadczącego usługi zabezpieczeniowe.

Do poprawnej współpracy jednostek pomiarowych z innymi urządzeniami IED, niezbędne jest wykorzystanie właściwej synchronizacji czasu. Bez poprawnej synchronizacji czasu wielkości pomiarowe dostarczane przez jednostkę scalającą, mogą nie być właściwym odzwierciedleniem wartości rzeczywistych, których pomiar dokonywany był w danej chwili czasowej.

Niniejszy artykuł ma na celu pokazanie praktycznego wykorzystania technologii SV w porównaniu z klasycznym rozwiązaniem opartym o bezpośrednie dostarczenie pomiarów analogowych oraz przedstawienie wpływu synchronizacji czasu na sposób działania nowoczesnych układów automatyki zabezpieczeniowej. W tym celu do

badań wykorzystano przekaźnik REL670 firmy ABB, który dla wariantu wykorzystującego pomiary SV współpracował z jednostką pomiarową SAM600 tego samego producenta. Dla przypadku wariantu klasycznego – ten sam przekaźnik REL670 mierzył sygnały prądowe i napięciowe w formie analogowej.

Podczas prowadzenia badań główną uwagę skupiono jednak na badaniu zagadnienia poprawnej synchronizacji czasu – wpływ na współpracę urządzeń REL670 i SAM600 oraz potencjalne zagrożenia związane z brakiem poprawnego sygnału synchronizującego.

### Stanowisko testowe

Głównym urządzeniem wykorzystanym do przeprowadzenia testów laboratoryjnych był przekaźnik REL670 firmy ABB (główna funkcja odległościowa). Do wymuszania zadanych wartości sygnałów prądowych i napięciowych (odpowiednich dla obwodów wtórnych) posłużył mikroprocesorowy tester OMICRON CMC 256plus. W skład stanowiska testowego wchodziły również dwa komputery PC z zainstalowanym odpowiednim oprogramowaniem, niezbędnym do przeprowadzenia badań. Na komputerze pierwszym zainstalowano program PCM600 w wersji 2.7 do komunikacji z przekaźnikiem REL670 - wprowadzania i odczytu nastawień funkcji i parametrów, oraz tworzenia potrzebnych układów logicznych dla poprawnego działania urządzenia. Na drugim PC wykorzystano program Test Universe 3.01 oraz zawarte w nim narzędzia, odpowiednio:

- QuickCMC do szybkiego wymuszania wartości sygnałów prądowych i napięciowych o zadanych amplitudach i częstotliwości,
- Advanced Distance do testów związanych z nastawioną wcześniej funkcją zabezpieczenia odległościowego.

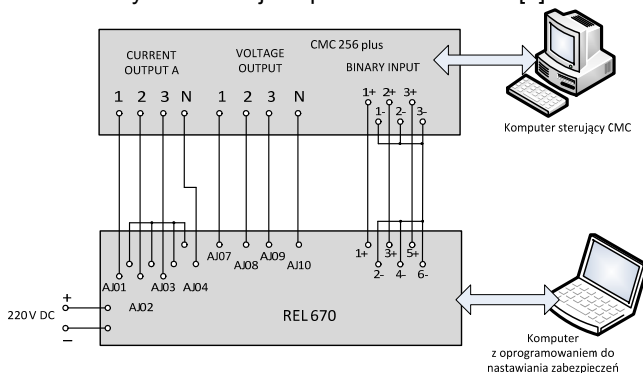
Za pomocą wymienionego oprogramowania możliwa była współpraca z testerem CMC ze stanowiska komputerowego. Wszystkie urządzenia komunikowały się ze sobą za pomocą sieci lokalnej Ethernet, co umożliwiał wykorzystywany przełącznik ethernetowy.

Wariant pierwszy prowadzenia badań zakładał wykorzystanie w stanowisku testowym jednostki scalającej SAM600. Do współpracy z SAM600 wykorzystano oprogramowanie PCM600, tworząc projekt zawierający nastawy i układy logiczne zarówno MU jak również

przełącznika REL670. W skład układu pomiarowego MU SAM600 wchodzi trzy moduły:

- moduł do pomiaru i cyfrowego przetwarzania doprowadzanych sygnałów prądowych CT (ang. Current Transformer),
- moduł do pomiaru i cyfrowego przetwarzania doprowadzanych sygnałów napięciowych VT (ang. Voltage Transformer),
- moduł odpowiedzialny za poprawną synchronizację czasu TS (ang. Time Synchronisation),

Do modułu CT doprowadzono sygnały prądowe generowane przez tester CMC, natomiast do modułu VT odpowiednio sygnały napięciowe. Zadaniem modułu TS był odbiór pomiarów już w formie cyfrowej oraz ich synteza i wprowadzenie do sieci Ethernet łączem światłowodowym. Moduł TS jako źródło synchronizacji czasu wykorzystywał zewnętrzny zegar GPS (jedna z podanych przez producenta opcji źródła synchronizacji, wymaga to ustawienia tego wariantu w urządzeniu SAM600 w programie PCM600), który to synchronizował SAM600 przez sygnał 1PPS (ang. 1 Pulse Per Second) doprowadzony do modułu TS za pomocą łącza światłowodowego. Taki sam rodzaj sygnału został wykorzystany do synchronizacji przełącznika REL670 z jednostki pomiarowej SAM600. Cały układ połączeń stanowiska testowego z wykorzystaniem jednostki pomiarowej SAM600 przedstawiono na rys. 1. Należy zaznaczyć, że testowana wersja urządzeń SAM 600, posiadała możliwość synchronizacji jedynie za pomocą sygnału 1PPS. Aktualnie firma ABB oferuje rozwiązania, w których można synchronizować zegary urządzeń zgodnie ze standardem IEEE 1588 PTP, osiągając rzeczywistą dokładność synchronizacji na poziomie do 80 ns [3].



Rys. 2. Układ połączeń stanowiska laboratoryjnego – wariant z sygnałami w formie analogowej

W przypadku wariantu drugiego (porównawczego) wykorzystano klasyczny układ oparty o rozwiązania analogowe. Jednostka pomiarowa SAM600 nie była w tym przypadku wykorzystana – sygnały prądowe i napięciowe generowane przez tester CMC były odbierane przez odpowiednie moduły wejść analogowych przełącznika REL670. Układ połączeń stanowiska laboratoryjnego dla tego przypadku przedstawiono na rys. 2.

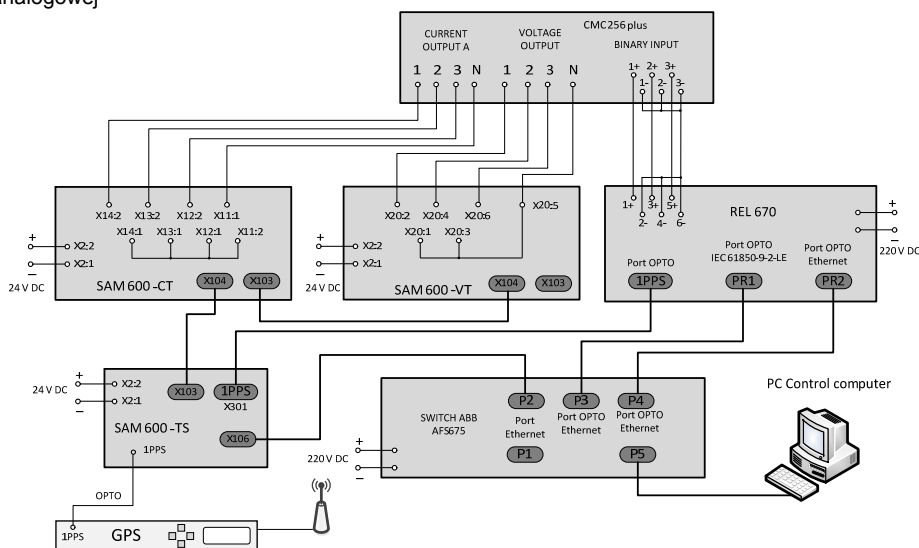
### Algorytm testowy

Algorytm prowadzenia badań polegał na porównywaniu działania przełącznika REL670 współpracującego z jednostką pomiarową SAM600 oraz układu wykorzystującego tylko klasyczne rozwiązanie analogowe. W pierwszej kolejności porównano poprawność pomiarów, dokonywanych przez przełącznik REL670, kiedy to otrzymywał on strumień danych SV pochodzących z SAM600, oraz kiedy mierzył w sposób klasyczny sygnały analogowe z testera CMC. W tym celu generowano sygnały napięciowe o określonych amplitudach dla obu wariantów testów. Obserwowano dokładność mierzonych wielkości dla wariantu pierwszego (z SAM600) oraz drugiego (klasyczne rozwiązanie analogowe). Następnie wykonywano tę samą czynność z tym, że zmianom ulegała wartość częstotliwości wymuszanych napięć (przy stałej amplitudzie – wartość znamionowa dla strony wtórnej), dokładnie od 0 Hz do 1000 Hz (ze zmiennym krokiem).

Sprawdzono wpływ poprawnej lub błędnej synchronizacji czasu na działanie układu opartego na technologii SV.

Drugi etap badań polegał na testowaniu ustawionej wcześniej funkcji zabezpieczenia odległościowego, zawartej w przełączniku REL670 [6]. Sprawdzono średni czas działania zabezpieczenia i granice stref dla przypadku zwarcia międzyfazowego oraz doziemnego w pierwszej strefie (charakterystyka poligonalna i mHO) z nastawionym działaniem bezzwłocznym. Porównano uzyskane czasy dla wariantu z SAM600 i wariantu rozwiązania analogowego.

Ostatnim krokiem przeprowadzonych testów było zbadanie zagadnienia poprawnej synchronizacji czasu, potrzebnej do współpracy urządzeń dla wariantu z wykorzystaniem jednostki pomiarowej SAM600. Sprawdzano wpływ parametrów dotyczących synchronizacji czasu dostępnych w ustawieniach przełącznika REL670 (wpływ każdego parametru badano pojedynczo).



Rys. 1. Układ połączeń stanowiska laboratoryjnego – wariant z SAM600

Procedura badań polegała na obserwowaniu czasów działania funkcji zabezpieczenia odległościowego o charakterystyce poligonalnej w przypadku zmienionego w nastawieniach przełącznika REL670 pojedynczego parametru dotyczącego synchronizacji czasu. Testy wykonano dla trzech różnych przypadków:

- odłączony/podłączony światłowód doprowadzający sygnał synchronizacji 1PPS z zegara GPS do SAM600,
- odłączony/podłączony światłowód doprowadzający sygnał 1PPS z SAM600 do REL670,
- oraz odłączone/podłączone oba wcześniej wymienione światłowody.

Każdy z tych przypadków składał się z trzech następujących kroków:

- Krok 1 - wyłączano zasilanie przełącznika REL670, odłączano odpowiedni światłowód (lub oba), obserwowano pracę urządzenia po załączeniu zasilania bez wstępnej synchronizacji,
- Krok 2 - podczas pracy podłączano ponownie odpowiedni światłowód (lub oba) i obserwowano czasy działania zabezpieczenia odległościowego,
- Krok 3 - następnie (podczas pracy) odłączano podłączony w poprzednim kroku światłowód (lub oba) i ponownie wykonywano testy działania funkcji odległościowej.

Prowadząc testy zgodnie z wyżej wymienioną procedurą określano wpływ zarówno danego parametru dotyczącego synchronizacji czasu dostępnego w przełączniku REL670, jak i zdarzeń (w tym zagrożeń), których wystąpienie jest możliwe na stacji elektroenergetycznej (utrata źródła synchronizacji czy uszkodzenie światłowodu odpowiedzialnego za synchronizację czasu), na pracę przełącznika REL670 i jednostki pomiarowej SAM600.

### Wyniki testów pomiaru napięcia

Przygotowane stanowiska (rys. 1 oraz rys. 2), zgodnie z wyżej wymienionymi założeniami, pozwoliły na przeprowadzenie testów.

Przeprowadzone badania poprawności pomiarów, zgodnie z procedurą opisaną w poprzednim rozdziale, przedstawiono w tabeli 1. Są to wyniki testów poprawności pomiarów dla wariantu z wykorzystaniem jednostki

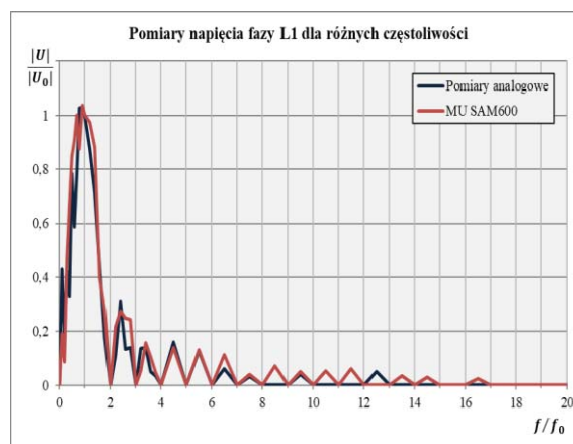
pomiarowej SAM600 (wartości mierzone podane dla strony wtórnej przekładników).

W tabeli 2 przedstawiono analogicznie wyniki testów dla wariantu wykorzystywania sygnałów w formie analogowej.

Wynika z nich, że w obu przypadkach pomiary są poprawne i zgodne z danymi producenta. Jednakże przy wykorzystaniu jednostki pomiarowej SAM600 wartości błędów były mniejsze, niż dla przypadku klasycznych pomiarów dostarczanych w formie analogowej.

Kolejne wyniki testów pomiarowych pokazano na a rys. 3. Przedstawiono tam wyniki pomiarów napięcia dla fazy L1 dla różnych częstotliwości mierzonego napięcia (wartości podane w odniesieniu do amplitudy 57,73 V i częstotliwości sygnału 50 Hz).

Analizując rys. 3 stwierdzono, że w obu wariantach testowych pomiary wykonane dla różnych częstotliwości są do siebie bardzo zbliżone. Filtry zawarte w przełączniku wyłumiają wyższe harmoniczne napięcia. Zauważono, że wartości interharmonicznych lepiej odzwierciedlone są (nie w pełni wyłumione) dla wariantu z wykorzystaniem jednostki pomiarowej SAM600.



Rys. 3. Pomiary napięcia fazy L1 dla różnych częstotliwości wymuszanego sygnału

Tabela 1. Wyniki poprawności pomiarów odbieranych sygnałów napięciowych – wariant z SAM600

Faza	L1				L2				L3				
	$U_{\text{zad}}$ [V]	$U_{\text{pom}}$ [V]	$\Delta U$ [V]	$\delta_U$ [%]	$\Phi_{\text{pom}}$ [°]	$U_{\text{pom}}$ [kV]	Bł. bezw. [V]	Bł. wzgl. [%]	$\Phi_{\text{pom}}$ [°]	$U_{\text{pom}}$ [kV]	Bł. bezw. [V]	Bł. wzgl. [%]	$\Phi_{\text{pom}}$ [°]
10	10,018	10,018	0,018	0,18	0,0	9,984	-0,016	0,16	-120,0	9,995	-0,005	0,05	119,9
20	20,015	20,015	0,015	0,08	0,0	19,978	-0,022	0,11	-120,0	20,006	0,006	0,03	119,9
30	29,989	29,989	-0,011	0,04	0,0	29,994	-0,006	0,02	-120,1	30,023	0,023	0,08	120,0
40	39,988	39,988	-0,012	0,03	0,0	40,020	0,020	0,05	-120,0	40,001	0,001	0,00	120,1
50	49,990	49,990	-0,010	0,02	0,0	50,017	0,017	0,03	-120,0	50,019	0,019	0,04	120,0
60	59,991	59,991	-0,009	0,02	0,0	60,009	0,009	0,02	-120,0	60,009	0,009	0,02	120,0
70	69,999	69,999	-0,001	0,00	0,0	70,031	0,031	0,04	-120,0	70,011	0,011	0,02	120,0

Tabela 2. Wyniki poprawności pomiarów odbieranych sygnałów napięciowych – wariant sygnałów w formie analogowej

Faza	L1				L2				L3				
	$U_{\text{zad}}$ [V]	$U_{\text{pom}}$ [V]	Bł. bezw. [V]	Bł. wzgl. [%]	$\Phi_{\text{pom}}$ [°]	$U_{\text{pom}}$ [V]	Bł. bezw. [V]	Bł. wzgl. [%]	$\Phi_{\text{pom}}$ [°]	$U_{\text{pom}}$ [V]	Bł. bezw. [V]	Bł. wzgl. [%]	$\Phi_{\text{pom}}$ [°]
10	9,697	9,697	-0,303	3,03	0,0	10,125	0,125	1,25	-122,2	10,183	0,183	1,83	120,8
20	20,029	20,029	0,029	0,15	0,0	20,090	0,090	0,45	-119,8	19,913	-0,087	0,44	119,7
30	30,159	30,159	0,159	0,53	0,0	29,883	-0,117	0,39	-119,7	30,045	0,045	0,15	120,0
40	39,854	39,854	-0,146	0,37	0,0	39,793	-0,207	0,52	-121,1	40,444	0,444	1,11	119,5
50	49,851	49,851	-0,149	0,30	0,0	50,303	0,303	0,61	-119,9	49,995	-0,005	0,01	120,5
60	60,203	60,203	0,203	0,34	0,0	59,998	-0,002	0,00	-120,0	59,976	-0,024	0,04	119,7
70	69,872	69,872	-0,128	0,18	0,0	70,305	0,305	0,44	-120,0	70,044	0,044	0,06	120,3

### Wyniki testów funkcji zabezpieczenia odległościowego

Zgodnie z zaproponowanym algorytmem testów, kolejnym sprawdzanym elementem przekaźnika REL 670 było funkcjonowanie zabezpieczenia odległościowego. Testy zostały podzielone na sprawdzania przy wykorzystaniu klasycznych pomiarów oraz pomiarów SV.

W tabeli 3 przedstawiono wyniki testów określające czasy własne działania funkcji dla przypadku charakterystyki poligonalnej i mhO (zwarcie trójfazowe i doziemne fazy pierwszej) oraz wymuszeń klasycznych i SV. Testy ograniczono do sprawdzenia działania pierwszej strefy.

Tabela 3. Wyniki testów średniego czasu działania zabezpieczenia odległościowego

charakterystyka poligonalna				charakterystyka mhO			
SAM600		pomiar analogowe		SAM600		pomiar analogowe	
K3	K1	K3	K1	K3	K1	K3	K1
$t_{sr}$ [ms]		$t_{sr}$ [ms]		$t_{sr}$ [ms]		$t_{sr}$ [ms]	
15,45	15,51	15,38	14,71	17,31	16,46	15,56	15,23

Uzyskane wyniki czasów działania strefy pierwszej zabezpieczenia odległościowego dla obu wariantów testowych są na zbliżonym poziomie. Jednakże delikatną przewagę ma rozwiązanie klasyczne.

### Badanie wpływu poprawnej synchronizacji czasu

Badanie przeprowadzono tylko dla przypadku wariantu testowego z wykorzystaniem MU SAM600 (jako że urządzenie to jest ściśle powiązane z poprawną synchronizacją czasu), zgodnie z procedurą opisaną w poprzednim rozdziale.

W tabeli 4 przedstawiono wykaz istotnych parametrów, dostępnych w ustawieniach zagadnienia synchronizacji czasu w przekaźniku REL670. Parametry te zmieniano podczas badań i obserwowano sposób działania zabezpieczenia odległościowego. Parametry ustawione domyślnie wytłuszczono i podkreślono (tabela 4).

Zmiana poszczególnych parametrów następowała pojedynczo, przy pozostałych parametrach ustawionych domyślnie. Ustawienie parametru HWSynchSrc zostało ustalone na stałe - wartość PPS. Źródłem synchronizacji dla przekaźnika był sygnał 1PPS generowany przez jednostkę pomiarową SAM600, natomiast sama jednostka pomiarowa synchronizowana była sygnałem tego samego typu z zewnętrznego zegara GPS.

W tabeli 5, tabeli 6 oraz tabeli 7 przedstawiono wyniki testów laboratoryjnych odpowiadających zaproponowanemu algorytmowi sprawdzeń.

Tabela 4. Istotne parametry dotyczące zagadnienia synchronizacji czasu, dostępne w przekaźniku REL670

Parametr	TimeAdjustRate	AppSynch	SynAccLevel	SynchMode	HWSynchSrc
Opis	dostosowuje szybkość synchronizacji	tryb pracy urządzenia w oparciu o synchronizację	dokładność synchronizacji czasu	tryb w jakim przekaźnik odbiera SV od MU	źródło synchronizacji czasu
Dostępne opcje	- <u>Slow</u> - Fast	- NoSynch - <u>Synch</u>	- Class T5 (1us) - Class T4 (4 us) - <u>Unspecified</u>	- <u>NoSynch</u> - Operation - Init	- Off - GPS - IRIG-B - <u>PPS</u>
Spodziewane działanie	parametr wpłynie na szybkość wykonywanej synchronizacji	przy opcji <i>Synch</i> funkcje zabezpieczeniowe zostaną zablokowane przy utracie źródła synchronizacji	dokładność wykonywanej synchronizacji, największa przy <i>klasie T5</i>	określa sposób sprawdzania otrzymywanych danych SV, przy opcji <i>Operation</i> sprawdzenie synchronizacji danych ma miejsce zawsze	określa źródło synchronizacji czasu dla przekaźnika

Tabela 5. Wynik testów zagadnienia synchronizacji czasu – krok 1

	średni czas działania [ms]	
po załączeniu zasilania (podłączony światłowód 1PPS GPS – SAM600)	parametry domyślne	brak wyłączenia
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	brak wyłączenia
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	16,39
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	brak wyłączenia
	SynchMode: <i>Operation</i>	brak wyłączenia
podłączony światłowód 1PPS GPS – SAM600	parametry domyślne	16,71
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	16,79
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	14,46
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	16,57
	SynchMode: <i>Operation</i>	16,95
odłączony światłowód 1PPS GPS – SAM600	parametry domyślne	16,94
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	16,41
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	16,33
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	16,31
	SynchMode: <i>Operation</i>	brak wyłączenia

Tabela 6. Wynik testów zagadnienia synchronizacji czasu – krok 2

	średni czas działania [ms]	
po załączeniu zasilania (odłączony światłowód 1PPS SAM600 – REL670)	parametry domyślne	brak wyłączenia
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	brak wyłączenia
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	166,63
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	brak wyłączenia
	SynchMode: <i>Operation</i>	brak wyłączenia
podłączony światłowód 1PPS SAM600 – REL670	parametry domyślne	16,91
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	16,73
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	16,42
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	16,66
	SynchMode: <i>Operation</i>	16,74
podłączony światłowód 1PPS SAM600 – REL670	parametry domyślne	16,97
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	16,48
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	16,41
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	16,46
	SynchMode: <i>Operation</i>	16,15

Na podstawie powyższych wyników można wysnuć kilka wniosków dotyczących pracy cyfrowych jednostek pomiarowych wykorzystujących synchronizację czasu.

Parametrem mającym największy wpływ na działanie całego układu był *AppSynch*. Gdy był ustawiony na opcję *Synch*, to w przypadku utraty źródła synchronizacji przekaźnika, blokowane były wszystkie funkcje zabezpieczeniowe (tylko zabezpieczenia, przekaźnik wciąż poprawnie dokonywał pomiarów sygnałów prądowych i napięciowych). Ma to szczególne znaczenie dla pracy układu w przypadku, gdy na stacji dojdzie do utraty takiego źródła synchronizacji. Kolejnym ważnym parametrem, w tym przypadku dla MU SAM600, jest *SynchMode*. Nastawienie opcji *Operation* przy utracie źródła synchronizacji jednostki pomiarowej z zegara GPS skutkuje zablokowaniem zabezpieczenia. Dzieje się tak tylko w tym przypadku.

Tabela 7. Wynik testów zagadnienia synchronizacji czasu – krok 3

		średni czas działania [ms]
po załączeniu zasilania (odłączone oba światłowody 1PPS)	parametry domyślne	brak wyłączenia
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	brak wyłączenia
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	386,19
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	brak wyłączenia
	SynchMode: <i>Operation</i>	brak wyłączenia
podłączone oba światłowody 1PPS (GPS – SAM600 oraz SAM600 – REL670)	parametry domyślne	16,70
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	16,84
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	16,50
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	16,54
	SynchMode: <i>Operation</i>	16,61
odłączone oba światłowody 1PPS (GPS – SAM600 oraz SAM600 – REL670)	parametry domyślne	16,58
	TimeAdjustRate: <i>Fast</i>	17,04
	AppSynch: <i>NoSynch</i>	16,17
	SynAccLevel: <i>Class T5 (1us)</i>	16,58
	SynchMode: <i>Operation</i>	brak wyłączenia

Reszta parametrów nie wpływa znacząco na działanie układu – mogą one dla przykładu poprawić szybkość czy dokładność synchronizacji, jednak nie wpływają na działanie przekaźnika pomimo zakłóceń w dostarczaniu sygnału synchronizacji do przekaźnika czy jednostki pomiarowej.

Po załączeniu zasilania, jeśli przekaźnik nie zostanie wstępnie zsynchronizowany, zabezpieczenie jest zablokowane. Jeśli ustawi się parametr *AppSynch: NoSynch* to dla przypadku odpiętego światłowodu 1PPS (GPS – SAM600), tuż po załączeniu zasilania, zabezpieczenie działa poprawnie. Działa ono również dla przypadków braku synchronizacji po załączeniu zasilania przy odpiętym światłowodzie 1PPS SAM600 – REL670 lub obydwu, jednak ze znacznie większym czasem, co spowodowane jest bezpośrednio utratą źródła synchronizacji przez przekaźnik REL670 (brak podłączonego światłowodu 1PPS do odpowiedniego wejścia komunikacyjnego). Podczas utraty źródła synchronizacji jednostka pomiarowa SAM600, sygnalizowała ten stan za pomocą diód alarmowych na obudowach swoich modułów (CT, VT, TS).

Po wpięciu światłowodu 1PPS w każdym przypadku zabezpieczenie działało poprawnie (następowała pełna synchronizacja). Podobnie po odpięciu światłowodu 1PPS – SAM 600 jeśli zabezpieczenie było wcześniej poprawnie zsynchronizowane, to utrata źródła nie powoduje niepoprawnej pracy układu (pomijając alarmowe diody na jednostce pomiarowej). Wyjątkiem był brak wyłączenia przy nastawionej opcji *SynchMode: Operation*, co zostało opisane wcześniej.

Należy pamiętać, że po wystąpieniu błędów synchronizacji, układy automatyki będą znajdowały się w

stanie rozszynchronizowania, natomiast po odzyskaniu sygnału synchronizującego, dokładność będzie z pewną stałą czasową (20 – 30 s) dążyć do ustalonej wartości [4].

## Wnioski

Po przeprowadzeniu testów stwierdzono, że wykorzystanie jednostki scalającej (MU) w układach cyfrowej automatyki zabezpieczeniowej zapewnia co najmniej tak samo dobre właściwości funkcjonalne, jednocześnie oferując szereg korzyści. Testy dowodzą, że dokładność wykonywania pomiarów jest bardzo dobra i wystarczająca do zastosowań w automatyce zabezpieczeniowej. Uzyskiwane czasy działania funkcji zabezpieczeniowych są porównywalne z rozwiązaniami klasycznymi. Zastosowanie jednostek scalających w układach pomiarowych, pozwala na zmniejszenie kosztów potrzebnych na budowę stacji (redukcja oprzewodowania – wykorzystanie pojedynczej szyny procesowej do zasilenia w pomiary wszystkich urządzeń w polu), daje większą elastyczność i łatwość konfiguracji urządzeń, dzięki zastosowaniu odpowiednich mechanizmów sieciowych pozwala na osiągnięcie wysokiej niezawodności.

Zagadnienie poprawnej synchronizacji czasu okazało się bardzo istotne z punktu widzenia pracy jednostki pomiarowej w stacji elektroenergetycznej. Brak dobrej synchronizacji może prowadzić do niepoprawnego lub wydłużonego działania przekaźnika. Możliwe jest jednak takie skonfigurowanie przekaźnika, żeby działał on w sposób akceptowalny nawet po utracie synchronizacji czasu.

**Autorzy:** mgr inż. Mateusz Dejda Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: Mateusz.dejda@ee.pw.edu.pl;  
inż. Marcin Chmielecki Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: marcin.chmielewski@ee.pw.edu.pl;  
mgr inż. Karol Kurek, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: karol.kurek@ien.pw.edu.pl;  
dr inż. Marcin Januszewski, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: marcin.januszewski@ien.pw.edu.pl;  
dr inż. Ryszard Kowalik, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: ryszard.kowalik@ien.pw.edu.pl  
mgr inż. Jan Piech, ABB Sp. z o.o. jan.piech@pl.abb.com

## LITERATURA

- [1] IEC 61850-9-2:2004 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3.
- [2] Wójtowicz R., Kowalik R., Rasolomampionona D., Kurek K., Koncepcja wirtualizacji usług zabezpieczeniowych w stacjach Elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 93 NR 5/2017
- [3] C. M. D. Dominicis, P. Ferrari, A. Flammini, S. Rinaldi, i M. Quarantelli, „On the Use of IEEE 1588 in Existing IEC 61850-Based SAs: Current Behavior and Future Challenges”, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, t. 60, nr 9, s. 3070–3081, wrz. 2011.
- [4] D. M. E. Ingram, P. Schaub, i D. A. Campbell, „Use of Precision Time Protocol to Synchronize Sampled-Value Process Buses”, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, t. 61, nr 5, s. 1173–1180, maj 2012.
- [5] M. Daboul, J. Orsagova, T. Bajanek, i V. Wasserbauer, „Testing protection relays based on IEC 61850 in Substation Automation Systems”, w *2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 2015, s. 335–340.
- [6] Kowalik R., Rasolomampionona D., Januszewski M., "Laboratory testing of process bus equipment and protection functions in accordance with IEC 61850 standard Part II: Tests of protection functions in a LAN-based environment", 2018, INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS, ISSN: 0142-0615, vol. 94, pp 405-414